

**ÓPTIMA UBICACIÓN DE AEROGENERADORES BASADO EN EL ATLAS  
EÓLICO PARA MAXIMIZAR LA POTENCIA GENERADA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
ÓPTIMA UBICACIÓN DE AEROGENERADORES BASADO EN EL ATLAS  
EÓLICO PARA MAXIMIZAR LA POTENCIA GENERADA**

**AUTOR:  
ALEXIS WLADIMIR MEJÍA YÉPEZ**

**TUTOR:  
CRISTIAN CRISTÓBAL CUJI CUJI**

**Quito, agosto 2018**

Alexis Wladimir Mejía Yépez

**ÓPTIMA UBICACIÓN DE AEROGENERADORES BASADO EN EL ATLAS  
EÓLICO PARA MAXIMIZAR LA POTENCIA GENERADA**

Universidad Politécnica Salesiana  
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



**Alexis Wladimir Mejía Yépez** (Y'1990-A'31). Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Técnico Salesiano Don Bosco Kennedy, se graduó de Técnico Industrial en Electrónica y Electricidad. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la óptima ubicación de aerogeneradores basado en el atlas eólico para maximizar la potencia generada.

[amejiay@est.ups.edu.ec](mailto:amejiay@est.ups.edu.ec)

Dirigido por:



**Cristian Cristóbal Cuji Cuji** (Y'1986-SM'03). Se graduó de Ingeniero Electrónico de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2014 y Master en Energía, Facultad de Ciencias Físicas en la Universidad Complutense de Madrid – España en 2015. Actualmente es profesor e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana - Quito Ecuador.

[ccuji@ups.edu.ec](mailto:ccuji@ups.edu.ec)

**Todos los derechos reservados:**

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

©2017 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

### **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR**

Yo, Cristian Cristóbal Cuji Cuji declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación ***ÓPTIMA UBICACIÓN DE AEROGENERADORES BASADO EN EL ATLAS EÓLICO PARA MAXIMIZAR LA POTENCIA GENERADA*** realizado por Alexis Wladimir Mejía Yépez, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, agosto 2018



.....  
Cristian Cristóbal Cuji Cuji

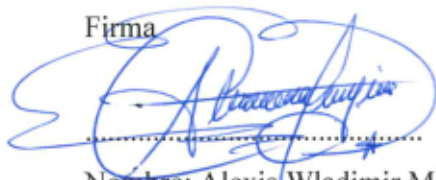
Cédula de identidad: 171800222-1

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Alexis Wladimir Mejía Yépez, con documento de identificación N° 1723659213, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “ÓPTIMA UBICACIÓN DE AEROGENERADORES BASADO EN EL ATLAS EÓLICO PARA MAXIMIZAR LA POTENCIA GENERADA”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



Nombre: Alexis Wladimir Mejía Yépez

Cédula: 1723659213

Fecha: agosto 2018

## ÍNDICE GENERAL

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>11</b>
<b>2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>13</b>
<b>3. FUNDAMENTO Y CRITERIO DE ANÁLISIS .....</b>	<b>13</b>
<b>3.1. Atlas eólico .....</b>	<b>13</b>
<b>3.2 Modelos computacionales.....</b>	<b>16</b>
3.2.1. Óptima ubicación de aerogeneradores en el emplazamiento y análisis de resultados por parte del CFD. ....	18
3.2.2. Parámetros considerados para la optimización. ....	19
3.2.3. Algoritmo de aplicación para la optimización.....	19
3.2.4. Computacional Dinámica de Fluidos (CFD) .....	20
3.2.5. Simulación en CFD.....	21
3.2.6. Ecuación de aplicación en la simulación. ....	21
3.2.7. Declaración del problema de análisis del CFD. ....	23
<b>3.3. Estimación del potencial de producción eléctrica. ....</b>	<b>24</b>
3.3.1. Ecuaciones de obtención de potencial eléctrico.....	24
3.3.2. Declaración del problema del potencial de producción eléctrica.....	25
<b>4. RESULTADOS.....</b>	<b>25</b>
<b>4.1. Optimizador del emplazamiento.....</b>	<b>25</b>
<b>4.2. Potencial de producción eléctrica. ....</b>	<b>30</b>
<b>5. CONCLUSIONES.....</b>	<b>31</b>
<b>6. FUTUROS TRABAJOS .....</b>	<b>32</b>
<b>7. REFERENCIAS .....</b>	<b>33</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de óptima ubicación de aerogeneradores. ....	11
Figura 2. atlas eólico del ecuador, velocidad media anual del viento a 80 m seleccionado puntos máximos. ....	14
Figura 3. Atlas eólico del ecuador, densidad de potencia del viento 80 m seleccionado puntos máximos. ....	15
Figura 4. Selección de punto en el atlas eólico del ecuador, velocidad media anual del viento a 80 m seleccionado puntos máximos. ....	16
Figura 5. Estructura diseñada del emplazamiento de análisis. ....	18
Figura 6. Imagen del área para el estudio para la ubicación óptima de aerogeneradores. ....	18
Figura 7. Imagen campo eólico ubicación de aerogeneradores optimizada. ....	21
Figura 8. Imagen no optimizada en emplazamiento de estudio del campo eólico. ....	25
Figura 9. Imagen optimizada en emplazamiento de estudio para nuestro campo eólico. ....	26
Figura 10. Imagen aerogeneradores análisis gráfico lateral de cola turbulenta generada. ....	27
Figura 11. Imagen aerogenerador análisis grafico de cola turbulenta que genera lateralmente. ....	27
Figura 12. Imagen aerogenerador, análisis grafico de cola turbulenta que genera .....	28
Figura 13. . Imagen aerogeneradores, análisis grafico de cola turbulenta que genera lateralmente en el emplazamiento. ....	28
Figura 14. . Imagen aerogeneradores, análisis emplazamiento versus aerogenerador. ....	28
Figura 15. Imagen emplazamiento con aerogeneradores óptimamente ubicados, análisis grafico para CFD. ....	28
Figura 16. Imagen campo eólico optima ubicación, análisis grafico de cola turbulenta que genera. ....	29
Figura 17. Campo eólico con optima ubicación, análisis grafico de sombra turbulenta .....	29
Figura 18. Representación de la velocidad del viento en unidad de [Km/h], enviada a los aerogeneradores. ....	30
Figura 19. Representación de la velocidad del viento medio [Km/h] . Enviada a los aerogeneradores. ....	30
Figura 20. Densidad de potencia [W/m <sup>2</sup> ]. Por cada aerogenerador. ....	31
Figura 21. Energía eléctrica anual producida [KWh/año]. Por cada aerogenerador. ....	31
Figura 22. Energía eléctrica anual producida [KWh/año]. Por cada aerogenerador. ....	31

**ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1. Puntos A-B de Velocidades Máximas [Km/h] (Para cada aerogenerador).....30

Tabla 2. Densidad de Potencia [W/m²] (por cada punto de velocidad). .....31

Tabla 3. Energía eléctrica anual producida [KWh/año] (por cada aerogenerador y su total).  
.....31



# **ÓPTIMA UBICACIÓN DE AEROGENERADORES BASADO EN EL ATLAS EÓLICO PARA MAXIMIZAR LA POTENCIA GENERADA**

## **Resumen**

En este artículo, se presenta los resultados de estimación de producción energética de un campo eólico ubicado en un emplazamiento basado en el Atlas Eólico. El objetivo es diseñar un campo eólico eficiente optimizando la potencia de generación, con el análisis de dinámica de fluidos computacional, maximizando la producción energética en cada aerogenerador. Se obtendrá los valores de un análisis de campo para la estimación de producción energética en cualquier emplazamiento del atlas eólico. En primera instancia el atlas eólico permite georreferenciar las zonas de mayor probabilidad de producción energética, pero dicha información no considera características propias de los emplazamientos que modifican el potencial. Por este motivo en una segunda instancia se procede a seleccionar un caso particular de estudio, donde con ayuda de software y técnicas de reconstrucción 3D, se puede realizar un análisis de dinámico de fluidos computacionales, con lo cual se obtiene un modelamiento del recurso energético. Mismo análisis puede ser aplicado a cualquier emplazamiento del atlas eólico.

Finalmente, los resultados serán analizados con ayuda de modelamientos matemáticos para establecer un estimado de producción energética, donde se consideran factores próximos a la realidad como: terreno, velocidad de viento y zonas de sombras turbulentas entre aerogeneradores para maximizar el desempeño de las turbinas de generación en el terreno. Se optimiza el número de aerogeneradores con respecto

## **Abstract**

In this article, we present the results of energy production estimation of a wind field located in a site based on the Wind Atlas. The objective is to design an efficient wind field optimizing the generation power, with computational fluid dynamics analysis, maximizing energy production in each wind turbine. The values given by a field analysis will be obtained for the estimation of energy production in any location of the wind atlas. In the first instance, the wind atlas allows georeferencing of the areas with a high probability of energetic production. Although this information doesn't consider the sites own characteristics that modify the potential. For this reason in a second instance we proceed to select a particular case of study, where with the help of software and 3D reconstruction techniques, a dynamic analysis of computational fluids can be performed, with which a modeling of the energy resource is obtained. Same analysis can be applied to any location in the Wind Atlas.

Finally, the results will be analyzed with the help of mathematical modeling to establish an estimate of energy production, where factors close to reality such as: terrain, wind speed and turbulent shaded areas between wind turbines are considered. To maximize the performance of the turbines of generation in the field, we will optimize the number of wind turbines with respect to the maximum wind speed. With this, a maximum use in electric potential is achieved in each wind turbine.

a la máxima velocidad del viento. Con esto se alcanza un máximo aprovechamiento en potencial eléctrico en cada aerogenerador.

**Key words:** Wind atlas, location, efficient, optimal energy production, computational fluid dynamics analysis.

**Palabras Claves:** Atlas eólico, emplazamiento, eficiente, óptima producción energética, análisis de dinámica de fluidos computacional

# 1. Introducción



**Figura 1.** Sistema de óptima ubicación de aerogeneradores.

El aire como medio de producción energética, está sujeto a la estadística y probabilidad del viento que se manifiesta en un emplazamiento, por lo que hay estudios y formas de determinar la probabilidad del mismo, uno de los inconvenientes es su elevado costo por tener infraestructuras sofisticadas y complicadas para la obtención de datos en campo[1]. En este análisis de campo existen diferentes instrumentos de medición los cuales se utilizan para dimensionar, predecir o pronosticar la velocidad y la potencia del viento, que son variables muy importantes para la obtención de potencial eólico, estas variables depende directamente de tres factores principales tales como: área por donde pasa el viento, densidad del aire y velocidad del viento[2]-[3].

El número de aerogeneradores que componen un parque eólico es muy variable y depende fundamentalmente de la superficie disponible y características del viento, mediante el estudio en el emplazamiento una de las desventajas de un campo eólico es el requerimiento de grandes áreas para la instalación de estos campos eólicos, la ubicación y espacios, dado que existe la disminución del potencial al

tener interferencia turbulenta entre los aerogeneradores unos contra otros [4], en el modelo de optimización y de análisis simulado que se plantea se puede tener la estimación real que se produce en el emplazamiento[5].

La energía eléctrica generada por el campo eólico es producida y emitida por cables a la subestación donde se incorpora a la red eléctrica, por lo que también se debe estimar que las ubicaciones de los generadores eólicos deben encontrarse en lugares asequibles para abrir paso a estos sectores, así será más factible el transporte de la energía eléctrica a los puntos de consumo, de este modo se utiliza la fuerza de viento para poder iluminar, casas, oficinas, ciudades, hospitales, escuelas. Como también hacer funcionar los electrodomésticos con energía limpia y sostenible[6].

Una dificultad de la energía eólica es la imposibilidad de control del viento esto limita a realizar estimaciones y análisis de cómo se comporta el viento con los aerogeneradores, por tal razón los estudios deben ser estimaciones reales y sustentables[7]-[8].

Las alteraciones del terreno rugoso son determinadas por la edificación,

tipo de vegetación y contorno, ya que causan un impacto importante en el potencial eólico, puesto que es sensible a la variabilidad de la velocidad del viento, se debe tener en cuenta que el tamaño de la turbina eólica es independiente del potencial eólico, es decir, si se calcula un valor de potencial eólico este valor será referido al área que forman las palas en movimiento del aerogenerador.

Además se puede sacar provecho con los aerogeneradores diseñando el tamaño de la turbina para poder obtener el máximo aprovechamiento en potencial según las variables como: la densidad del viento, masa, y velocidad antes mencionada, es posible obtener, la distribución de la velocidad del mismo y la curva de potencia por cada punto de velocidad del viento[9].

El motivo para desarrollar esta investigación es realizar los estudios de campo, de modo que no se necesita una gran inversión y tiempo, ya que estos estudios requieren años para obtener resultados, de manera que se propone la realización y la obtención de los datos por medio de la simulación de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) software libre[10], dado que proporciona los valores de fluidos laminares como el viento, con modelos robustos, su simulación es bastante completa capaz de representar el comportamiento real del viento en todos sus rangos y apto para elaborar mapas de turbulencia, este programa permite desarrollar un método matemático, donde se encuentra el cálculo de las variables con las restricciones para poder obtener la velocidad absoluta en distintos puntos del emplazamiento, en consecuencia se puede observar gráficamente como se comporta el viento representado en un flujo laminar con todos los aerogeneradores colocados en el entorno, con la

finalidad de analizar el efecto que produce el choque del viento en el aerogenerador y como afecta al aerogenerador posterior[11], uno de los problemas principales de los campos eólicos es la interferencia de sombras turbulentas que genera cada aerogenerador. También la colocación de las turbinas en los puntos de máxima velocidad del viento que se crean en el entorno para maximizar su potencial de generación, así tenemos la optimización de la pérdida del potencial que ha causado problemas en los campos de aerogeneradores llamado efecto de sombra turbulenta.

La optimización que se realiza es por medio del Lp Solver[12], es un programa solucionador de algoritmos para poder resolver el modelo lineal, se utiliza el algoritmo de clusterización indicando que es un algoritmo enfocado a la inteligencia artificial en la optimización, por medio de la técnica que agrupa puntos relacionados con otros. El algoritmo expresa la ubicación adecuada rigiéndose a las restricciones y variables emitidas por el emplazamiento, aerogeneradores y viento. También se utiliza modelos con criterios de Wake para la ubicación representada, por medio de un mapa con coordenadas factible de lugares donde indica la ubicación en el emplazamiento[13]. La elaboración del emplazamiento está enfocado por el tipo de terreno que es escogido en el atlas eólico, entonces se hará la simulación del emplazamiento en esta zona montañosa, y en esta condición el viento varia de forma directa con las variables de rugosidad, con mayor razón se obtiene un diseño del emplazamiento que permita simular las condiciones antes mencionadas, de tal forma es factible utilizar el programa llamado CFD para el estudio del comportamiento del aerogenerador versus el flujo laminar del viento, para

obtener el efecto Wake donde se presentan resultados y las dimensiones de la sombra turbulenta de cada aerogenerador para tomarlos de referencia en la optimización, esto ayuda a tener una relación entre aerogeneradores y un área de turbulencia que restringe la ubicación de otro aerogenerador para impedir interferencias o fallas turbulentas[14].

Obteniendo los datos y generando la estimación de frecuencia de viento se analiza la potencia generada de acuerdo con la eficiencia del campo eólico. El objetivo principal es optimizar la ubicación de aerogeneradores basado en el atlas eólico, para así maximizar la producción energética. El estudio de la investigación obtiene la estimación de la distribución del viento y las características funcionales de los aerogeneradores como factores de pérdidas, vientos dominantes y disponibilidad de potencial eólico hacen que la producción energética varíe notablemente en el emplazamiento.

## **2. Planteamiento del Problema**

Para la estimación de la producción energética se requiere los valores de campo en un emplazamiento, donde genere un potencial eólico eficiente para obtener la factibilidad de producción energética de la zona, además se debe tener un sistema de análisis para simular el efecto que causa el viento con respecto a la tipología y rugosidad del terreno, para poder tener un aprovechamiento eficiente del potencial eólico.

Uno de los planteamientos para el diseño de campos eólicos es la óptima potencia de generación, con ello se busca maximizar la producción eléctrica, con modelos matemáticos de optimización resolviendo los problemas que reducen la eficiencia de

los aerogeneradores, los cuales son afectados por la variación del viento, por medio del entorno, la altura, el área de instalación que atrae costos de mantenimiento, el valor de la tierra y los fenómenos del viento que producen zonas turbulentas.

Para maximizar el rendimiento de los aerogeneradores y aumente su producción energética se requiere una simulación dinámica que fomente al estudio con condiciones reales del campo eólico de tal forma obtener variables para minimizar las pérdidas de potencial y poder llegar a un análisis demostrando la producción energética de cada aerogenerador. Se considera para la óptima ubicación del campo eólico dos criterios los cuales son; un lugar accesible cerca de carreteras para facilitar el traslado de los aerogeneradores y el criterio eléctrico de ubicar cerca a la carga o a la subestación para conectarlo con el sistema eléctrico del lugar, para evitar pérdidas importantes en la transmisión de la energía eléctrica generada.

## **3. Fundamento y Criterio de Análisis**

La estructura y forma de modelamiento para comprensión del análisis de los diferentes métodos implementados para el criterio de solución del problema.

### **3.1. Atlas eólico**

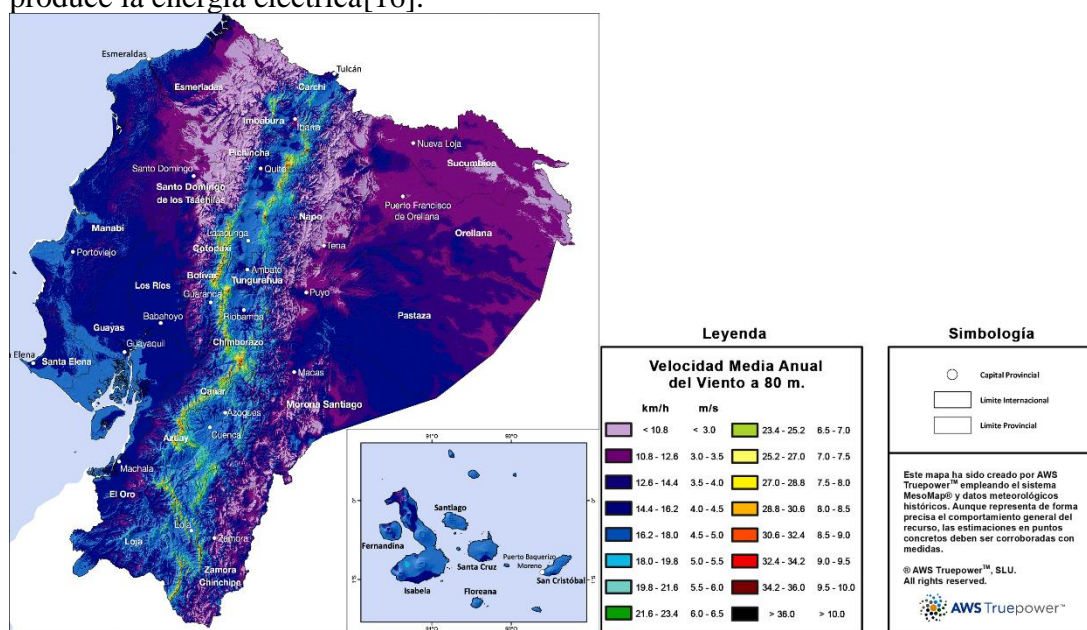
El atlas eólico posee información relevante que indica donde se realizó el estudio eólico dividiendo en regiones particulares, para brindar información y datos importantes sobre la obtención de recursos eólicos que servirán para futuros proyectos e investigaciones. Su estudio detallado generaliza las diferentes condiciones categorizando en regiones para una mejor estimación de la información, los resultados son representados por una guía gráfica para visualizar el

lugar donde se puede tomar una referencia de generación eólica como lo expresa el presente documento[15], Con estos resultados del atlas eólico nos facilita obtener un emplazamiento calculando la ubicación eficiente donde tomamos un emplazamiento al azar para simularlo y plantear sus características de rugosidad y variables que representa valores necesario para nuestro estudio de generación eólica, este lugar será elegido con el criterio que plantea el atlas, siendo así una zona donde represente un valor aceptable de viento y que su velocidad media sea propicia para la implementación de un campo eólico.

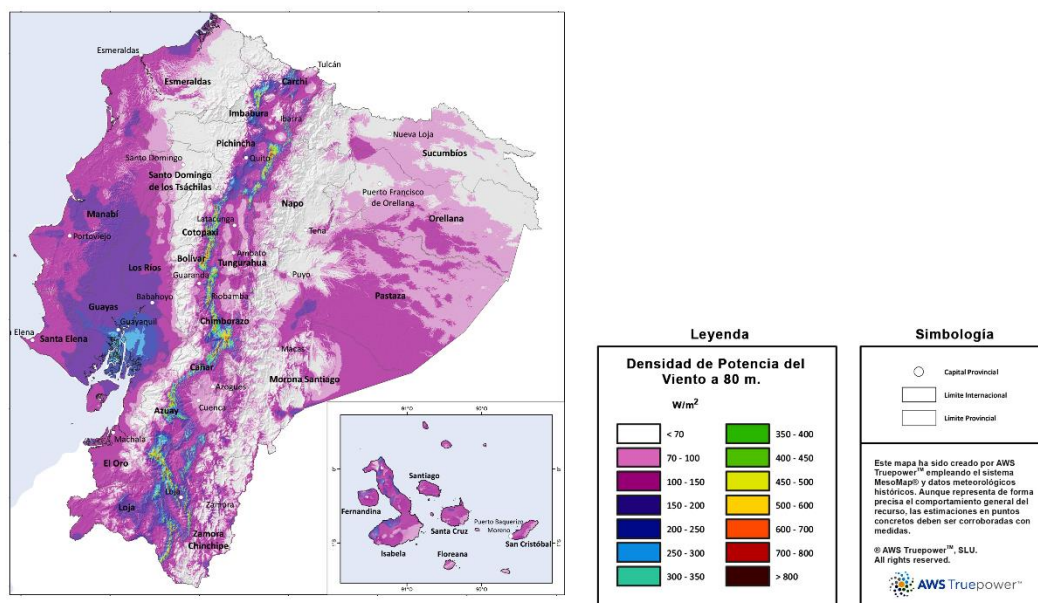
Las máquinas que ayudan a obtener la energía del viento son generadores eólicos comúnmente llamados aerogeneradores, son aparatos de alta tecnología que contiene en su estructura básica; un mástil, turbina y palas que a medida que estas giran en su propio eje mediante la fuerza del viento transforman de energía cinética en energía mecánica, que impulsa al giro de la turbina del generador por el movimiento rotacional que ejercen las palas al travesar el viento entre ellas se produce la energía eléctrica[16].

El viento al ser una fuente de energía limpia y sostenible, es decir, nunca se agota puede producir energía con vientos suaves y vientos fuertes, según se lo diseñe, esta energía eólica logra instalarse en laderas, zonas montañosas que al aumentar la velocidad de viento paulatinamente aumenta la potencia de generación de la turbina que funciona con la energía cinética, la misma que promueve a la generación de energía eléctrica[15].

Los vientos son directamente afectados por la superficie terrestre, debido a que el viento es frenado por la rugosidad del emplazamiento y los obstáculos que en ella la rodean, por lo que es factible y necesario el estudio del viento con relación directa al emplazamiento, ya que las direcciones del viento y las aceleraciones acumuladas por el aire, depende siempre del entorno tales como: valles, laderas, montañas entre otras. Por lo que es necesario tener estudios previos que validen y respalden donde se debe y se pueda obtener la mayor ventaja y aprovechamiento del viento para realizar una óptima generación eólica[6], basados en el atlas eólico.



**Figura 2.** Atlas eólico del Ecuador, velocidad media anual del viento a 80 m seleccionado puntos máximos.



**Figura 3.** Atlas eólico del Ecuador, densidad de potencia del viento 80 m seleccionado puntos máximos.

Los datos referidos para esta área son: La velocidad media promediada en un año, la altura en la que se encuentra la densidad de aire con respecto al nivel del mar, y la constancia de un flujo laminar de viento, o sea significa que por la altitud tiende el viento a tener siempre una dirección predominante.

### 3.1.1. Ubicación del emplazamiento por el atlas eólico.

El atlas eólico del Ecuador plantea el estudio indicando que la mayor zona de generación eólica está en la cordillera de los andes, de tal forma se selecciona la provincia de Pichincha en el sector de Chuspillacu por la mayor influencia de vientos y una ubicación estratégica para la interconexión al sistema eléctrico. En la Figura 2, se representa el mapa que indica la velocidad media del viento a una altura de 80 metros dada por el atlas eólico[15]. Teniendo una velocidad media del viento de 55 - 65 (km/h) como se muestra en la Figura 2. Para la realización y obtención de los resultados del atlas eólico emplea el sistema de MesoMap, en el cual se describe una integración de modelos de simulaciones de la atmósfera, con

bases de datos, estaciones físicas de trabajo y unidades de disco de gran capacidad. El modelo utilizado (MASS) (Mesoscale Atmospheric Simulation System), se enlaza al sistema MesoMap, puesto que trabaja con un modelo de microescala simplificado de flujo de viento, llamado WindMap, con estos sistemas y modelos se busca refinar la resolución espacial del (MASS) para conocer los efectos locales de la rugosidad y valores calculados del viento. Con este modelo (MASS), se simula las condiciones atmosféricas sobre la zona del Ecuador, una vez finalizadas las simulaciones, los resultados se introducen en WindMap. Como referencia el (MASS), llega a una resolución de 2,5 Km., mientras que WindMap ha llegado a una resolución de 200m. El modelo (MASS) simula los fenómenos físicos principales de la atmósfera. [17]-[15]-[18].

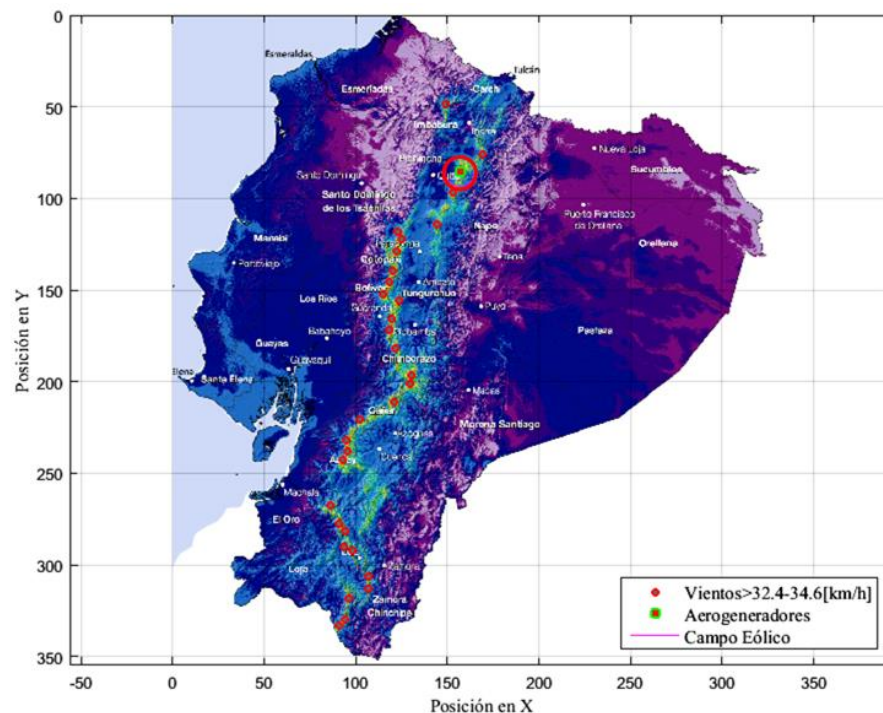
La fuente de datos es dada por análisis, radiosondeo, superficie y cualidades que dependen del suelo.

La base de datos de los estudios es la más importante, ya que está constituida por datos meteorológicos históricos orientados a una red



tridimensional generados por el National Center for Atmospheric Research (NCAR) y US National Center for Environmental Prediction (NCEP). El modelo de elevación del emplazamiento de terreno se lo hace en forma digital (DEM) en el marco del proyecto SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) por el Nacional Geospatial-Intelligence Agency (NGA) y la Nacional Aeronautics and Sache Administration (NASA), con una resolución horizontal de 3 segundos. Los usos del suelo proceden de la base GeoCover-LC, elaborada por MDA Federal, con una resolución de 28,5 m. [15].

Para generar los mapas que representan el recurso eólico que tenga una resolución espacial muy buena y obtenida en un tiempo moderado. Para lograrlo, se han utilizado más de 100 procesadores y más de 3 Terabytes de datos. Los resultados que genera el atlas eólico son: mapas de viento medio a diferentes alturas, datos de parámetros de las distribuciones de la dirección y velocidad del viento, de esa manera son relacionadas con las observaciones ejecutadas en torres meteorológicas que se encuentra sobre la superficie terrestre, sin embargo, si se observa distancias significativas, se realiza un ajuste.



**Figura 4.** Selección de punto en el atlas eólico del ecuador, velocidad media anual del viento a 80 m seleccionado puntos máximos.

### 3.2 Modelos computacionales

Para optimizar la ubicación de las turbinas en un parque eólico, es necesario establecer un modelo matemático. En este documento se utiliza el software Matlab, herramienta que sirve para realizar investigación y solucionar problemas de cálculo numérico. El trabajo se enfoca al análisis y procesamiento de información para obtener la ubicación

óptima. Se empleará este programa para generar puntos que representan coordenadas, es decir, puntos de coordenadas que establecerán la ubicación precisa en el emplazamiento de estudio[19]-[20].

Se señala en el emplazamiento puntos A y puntos B que representan velocidades máximas de viento obtenidas previamente por el atlas eólico, estos puntos servirán para que



los aerogeneradores aprovechen el máximo potencial del viento en el área seleccionada, que posteriormente serán relacionados con cada aerogenerador, así se obtendrá que los aerogeneradores estén ubicados donde exista la mayor velocidad de viento y se maximizará su potencial de generación. Además debemos tener en cuenta el efecto Wake que representa la sombra turbulenta que afecta directamente a los aerogeneradores cuando son agrupados, este efecto es uno de los mayores problemas en parques eólicos explicado en[13]-[21]-[22]. Mientras se colocan los aerogeneradores con la restricción de ubicación que explicamos en el efecto Wake trata de minimizar o eliminar la generación de turbulencia de generador a generador que se encuentra en el parque eólico representado por un cono con centro en el eje de la turbina, estos valores son designados mediante la distribución de Weibull, que representa la variación del viento ya que tiene zonas de presión altas y bajas, por tal motivo la fuerza de aire se puede manifestar de manera curva de modo que indica cuando el viento sopla a una velocidad durante un año en un emplazamiento[23]-[24]. Según las necesidades de generación se ha implementado los parques eólicos, por la ubicación, el área de terreno y la cantidad de generación requerida, de tal forma este efecto depende del tipo de terreno y la distancia del radio que tiene cada pala del generador, se denomina sombra turbulenta ya que se forma atrás del aerogenerador obstruyendo al viento dejando una marca turbulenta, por tal razón se debe mantener una distancia entre aerogeneradores. este fenómeno conocido también como estela aerodinámica como explica en[25], este fenómeno al depender de variables estocásticas ha llevado a

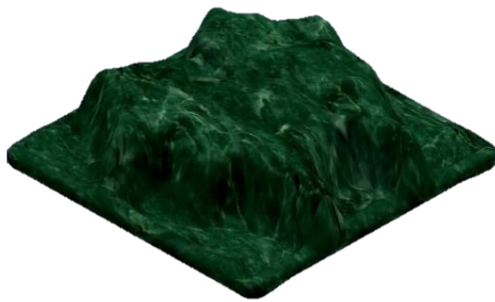
proponer soluciones que ayuden a identificar este problema para cada parque eólico, ya que cada parque tiene sus propias tipologías, por lo que en este artículo se propone minimizar este fenómeno con la optimización del área de sombra turbulenta. Para solución de este problema el programa mostrará gráficamente la sombra turbulenta, obteniendo el valor del radio horizontal y el transversal guiando por el radio de las palas del aerogenerador, después será estudiado con una simulación para evaluar estos resultados.

Para ubicar los puntos de V.max. A, B con los aerogeneradores y evitar que las sombras turbulentas choquen con otros aerogeneradores se utilizó un algoritmo de clusterización, el cual interactúa con las restricciones mencionadas en el emplazamiento, en consecuencia para esta optimización se empleará el programa (Lp Solver), facilitando un marco para especificar y resolver problemas de programación lineal donde se generan algoritmos especializados para la solución, por eso es el mejor método para lograr obtener un resultado eficiente por medio de 1 y 0, de esta manera se comprenderá si cada aerogenerador cumple con lo programado, caso contrario puede informar cual aerogenerador está dando problemas de ubicación para su corrección[12].

Se debe ubicar eficazmente los puntos de los aerogeneradores, ya que no se puede colocar al azar, porque deben tener una lógica de instalación y lineamiento para ser relacionados con puntos que representan las velocidades máximas de generación en el emplazamiento, con ello se logra evitar que se reduzca el potencial de los aerogeneradores, impidiendo colocarlos cerca o en el área turbulenta donde el viento posee velocidades casi nulas y con flujos que no son laminares con diferente dirección.

### 3.2.1. Óptima ubicación de aerogeneradores en el emplazamiento y análisis de resultados por parte del CFD.

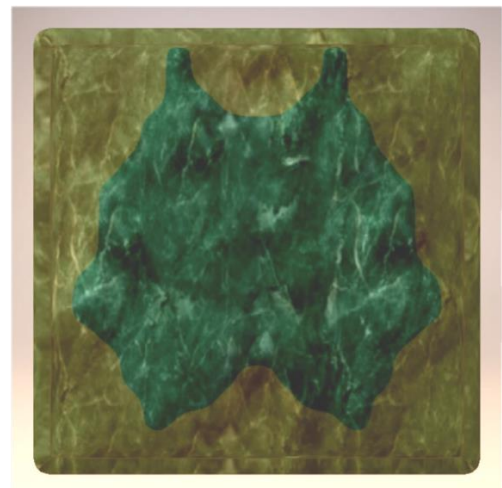
En los cálculos y en el diseño del emplazamiento se ha estimado que todos los puntos están libres de obstáculos, susceptibles de alterar o impedir el curso del viento, a excepción de pequeñas elevaciones que son íntegramente pertenecientes a la rugosidad del mismo, manteniendo las alturas y formas naturales, se considera al área limpia y semi-aplanada no se cuenta con obstáculos de árboles y vegetación altamente pronunciadas, ya que habitualmente se encuentran en el entorno y de ser el caso procede al aplanamiento del mismo.



**Figura 5.** Estructura diseñada del emplazamiento de análisis.

La Figura 5, es diseñada con el programa Inventor de la compañía Autodesk, el cual permite la elaboración de entornos planos y emplazamiento con la colocación de restricciones y variables que representan la estructura, material y rugosidad del terreno, en un área estimada de 14400[m<sup>2</sup>], y el área de estudio estimada de 8239,1929 [m<sup>2</sup>], para ubicar los puntos en el emplazamiento donde ejerza la mayor velocidad del viento y maximizar el aprovechamiento del recurso eólico, teniendo el número eficiente de aerogeneradores que se requieran en este emplazamiento y disminuir o eliminar la baja de potencial de los aerogeneradores por el fenómeno Wake o sombra turbulenta. Para esto

se utiliza el programa Matlab donde se carga la imagen de la superficie del emplazamiento para generar un plano de coordenadas, de tal forma ayuda a ubicar coordenada en x, y. Ya obtenido los puntos de la velocidad máxima del viento, calculados por el atlas eólico, se procederán a colocarlos factiblemente, no se puede colocar de forma al azar porque se debe tomar en cuenta el lineamiento de los aerogeneradores para su instalación en el emplazamiento. También se ubican los aerogeneradores en posiciones factibles cerca de los puntos de V.max. del viento, tomando en cuenta el criterio de Wake que explica la colocación alternada entre filas de los aerogeneradores[21], el cual expresa el espacio que se debe estimar de forma lateral entre aerogeneradores, su valor es de tres veces el diámetro de las palas y posterior siete veces el diámetro de las palas en dirección del viento dominante[13], esta estimación es muy general solo se toma en cuenta como una guía de ubicación, ya que cuando se optimiza las áreas se tiene los valores finales que se deben plantear en el emplazamiento.



**Figura 6.** Imagen del área para el estudio para la ubicación óptima de aerogeneradores.

El programa genera gráficamente como se demuestra en la Figura 6, donde se tiene el área del

emplazamiento para la ubicación de puntos de máxima velocidad del viento y donde se instalan los aerogeneradores.

La sombra turbulenta que el efecto Wake produce al interponerse los aerogeneradores al viento, serán representadas por medio de una área generada colocando los valores de radio lateralmente y transversalmente, estos valores son obtenidos por la simulación del entorno del emplazamiento, con esto el algoritmo nos indica si un aerogenerador interfiere con la zona de sombra turbulenta de otro aerogenerador o viceversa, así se minimizará o se elimina disminuciones del potencial de los aerogeneradores y el rendimiento del parque eólico, este fenómeno es uno de los problemas más frecuentes que tienen los campos eólicos. Para esto se utiliza el algoritmo de clusterización que permite hacer la selección y la optimización de los puntos que son factibles en la ubicación del área seleccionada, por medio del algoritmo que interactúa con los diferentes parámetros y restricciones dependiendo del criterio y condiciones de las ubicaciones escogidas.

### 3.2.2. Parámetros considerados para la optimización.

En el planteamiento matemático para solucionar el problema se considera los siguientes parámetros:

Puntos de mayor velocidad del viento así;  $V = [v_1, v_2, v_3, \dots, v_M]$ .

Ubicación de la velocidad;  $(x_{vi}, y_{vi})$ .

Aerogeneradores como;  $W = [w_1, w_2, w_3, \dots, w_N]$ .

Ubicación de aerogeneradores;  $(x_{wj}, y_{wj})$ .

Radio turbulento;  $(R)$ .

La cantidad  $\alpha_i, j \in [0,1]$  indica: si se tienen un aerogenerador  $j$ , el cual es

cubierto en un punto de máxima velocidad  $i$ , entonces el valor es 1; caso contrario el valor será 0.

Variable indicadora de aerogenerador expresado;  $(Z_i)$ .

Variable que expresa un punto de máxima velocidad que se relaciona con un aerogenerador;  $(Y_j)$ .

Variable que indica si el punto de máxima velocidad es vinculado con el aerogenerador sin interferencia de radio;  $(S_{ij})$

### 3.2.3. Ecuación del problema de optimización:

$$\min \sum_{i=1}^M Z_i \quad (1)$$

$$v. t. Y_j = \sum_{i=1}^M X_{ij}; \forall j \in W \quad (2)$$

$$\sum_{j=1}^N X_{ij} \leq Z_i; \forall i \in V \quad (3)$$

$$X_{i,j} \leq \alpha_{i,j} Z_i; \forall i \in V, \forall j \in W \quad (4)$$

### 3.2.3. Algoritmo de aplicación para la optimización

---

**Paso 1:** Se delimita el valor  $\alpha_i, j \in [1,0]$ , de modo que si el aerogenerador  $j$ , se encuentra localizado por el punto  $V$ . Max. el valor es igual a 1; de lo contrario es igual a 0.

**Paso 2:** El radio de turbulencia se define. Es decir, en el radio no se puede colocar otro aerogenerador para evitar interferencia.

**Paso 3:** La variable  $Z_i$ , determina si el punto  $V$ . Max.  $(i)$ , está relacionado con un aerogenerador

**Paso 4:** La variable  $Y_j$ , establece si el aerogenerador se conecta con un punto  $V$ . Max.  $(j)$

**Paso 5:** La variable  $(X_{i,j})$ , indica que el aerogenerador  $j$ , se conecta al punto  $V$ . Max.  $(i)$ .

---

### 3.2.4. Computacional Dinámica de Fluidos (CFD)

Para calcular los fenómenos físicos del aire o de la dinámica de fluidos existen leyes que aplican ecuaciones, las cuales en problemas de ingeniería las soluciones son muy extensas e imposibles de realizar de forma manual por la complejidad.

La solución a este problema es un programa con aplicaciones amplias para modelar fluidos, temperaturas y turbulencia que son representativas en la dinámica de fluidos, las cuales presentan ecuaciones de dinámica tales como: la conservación de la masa, la conservación del momento y la ecuación de conservación de energía, forman una vinculación llamada no lineal.

Esta vinculación presenta dificultad a la resolución, de tal forma es posible obtener soluciones aproximadas utilizando el programa Computacional Dinámica de Fluidos (CFD), en el cual se ajusta automáticamente a las realizaciones o planteamientos de ecuaciones y logaritmos necesarios para la solución de estos problemas los resultados son alcanzados por el (CFD) en la simulación con respuestas gráficas y estimadas de una forma muy robusta y eficiente, la utilización de este potente software ayuda a generar variables y restricciones necesarias para representar un emplazamiento de una forma real y física, para poder alcanzar unos resultados eficientes, este programa admite variables y restricciones para lograr una simulación dinámica del flujo del aire en el emplazamiento de estudio, así se tiene de forma gráfica resultados de la interacción del viento con el parque eólico. Se obtendrá resultados que ayudarán a la evaluación y estimación del área y del rendimiento por parte de cada aerogenerador, de tal forma conocer cualquier falla o problema que

minimice el potencial de generación en el campo eólico.

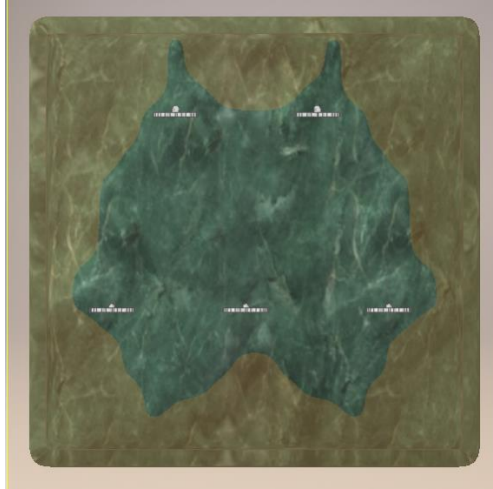
Como se puede observar en la Figura 3, presenta el análisis sistemático obtenido en el Ecuador. Representando con puntos estratégicos elaborado en el programa Matlab, presenta el resultado del análisis de viento por su velocidad, donde se marcan las zonas donde existe la mayor velocidad media del viento con puntos rojos, seleccionados por el código de colores de la Figura 2, aquí se marca la ubicación idónea de las zonas donde se estima la mejor probabilidad de velocidad de viento para la generación eólica.

Con los resultados expresados anteriormente se escoge la zona en la provincia de Pichincha en la cordillera, lugar elegido por que existe la mayor velocidad del viento, ya que con la variable altura se produce un viento laminar predominante.

También influye para la elección de esta zona la cercanía para la interconexión al sistema eléctrico de potencia nacional, la selección del emplazamiento es al azar, teniendo en cuenta una superficie semiplana en el área preseleccionada con las condiciones de vientos idóneos para el parque eólico. Según Figura 2, en el lugar del emplazamiento elegido tenemos una velocidad de viento media anual de 55 - 65 km/h, a una altura de 80m. sobre el nivel del suelo, dando un dato estimado en la totalidad de la provincia de Pichincha, debe tener una generación estimada de potencial eólico bruto de 122.42 MW - 210.18GWh/año, este resultado es tomado referencialmente según la estimación [15].

En la Figura 4, se señala con un círculo color rojo la zona donde va a estar el emplazamiento de estudio con las coordenadas señaladas para una óptima localización en el emplazamiento seleccionado.

### 3.2.5. Simulación en CFD



**Figura 7.** Imagen campo eólico ubicación de aerogeneradores optimizada.

Al tener ya optimizado el lugar donde se colocarán los aerogeneradores, como se representa en la Figura 7, se procederá a colocar variables y restricciones de materiales, rugosidad, velocidad del flujo laminar y dirección estimando la altura y forma del terreno. Con el programa CFD se ejecuta las ecuaciones de dinámica de fluidos para la obtención de una emulación, que representa el comportamiento del viento en el entorno del emplazamiento, aquí se obtiene un análisis de la sombra turbulenta, realizando el estudio uno a uno de los aerogeneradores en forma lateral y transversal, colocando una referencia de medición para obtener el valor del radio de turbulencia lateral y transversal que se utilizó en la optimización.

### 3.2.6. Ecuación de aplicación en la simulación.

Este programa tiene extensas aplicaciones para modelos físicos que son necesarios para modelar el flujo, por tal razón solo se habla de los más significativos para nuestro problema que son, la turbulencia, la transferencia de calor y todas las reacciones sobre los cuerpos planteados. Para solucionar ecuaciones

de Navier-Stokes se procede a la ecuación de la conservación de masa, la conservación del momento y la conservación de la energía. Las ecuaciones son:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{V}) = 0 \quad (5)$$

$$\rho \frac{\partial \vec{V}}{\partial t} + \rho (\vec{V} \cdot \nabla) \vec{V} = -\nabla \rho + \rho \vec{g} + \nabla \cdot \tau_{ij} \quad (6)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \int e * \rho dV + \int (\vec{u} + \frac{p}{\rho} + \frac{v^2}{2} + gz) \rho V \cdot \vec{n} dA = \dot{Q}_{net in} + \dot{W}_{net in} \quad (7)$$

Donde:

$\rho$ = densidad.  
 $t$ = tiempo.  
 $v$ = velocidad  
 $g$ = gravedad  
 $d$ = diámetro  
 $\mu$ = dinámica de viscosidad  
 $\tau$  = esfuerzo cortante  
 $u$ = fricción de velocidad  
 $A$ = área

Algunas formas diferentes de modelar y analizar el flujo de fluidos son a través del modelado de turbulencia, k-ε, e Y + que es el dimensionamiento del primer punto de la malla a estudiar.

Los flujos turbulentos se caracterizan por ser fluctuaciones de gran tamaño, casi aleatorias de la velocidad del fluido y la presión que ejerce en el espacio y en el tiempo, para resolver las ecuaciones las simulaciones numéricas directas y ky k-ε [26].

Los dos enfoques son necesarios para la simulación y para Modelar el estrés de Reynolds colocados en dos parámetros turbulentos.

Expresadas en las siguientes ecuaciones:

$$\kappa \equiv \frac{1}{2} \left( \overline{u'^2} + \overline{v'^2} + \overline{w'^2} \right) \quad (8)$$

$$\epsilon \equiv \nu \left[ \left( \frac{\partial u'}{\partial x} \right)^2 + \left( \frac{\partial u'}{\partial y} \right)^2 + \left( \frac{\partial u'}{\partial z} \right)^2 + \left( \frac{\partial v'}{\partial x} \right)^2 + \left( \frac{\partial v'}{\partial y} \right)^2 + \left( \frac{\partial v'}{\partial z} \right)^2 + \left( \frac{\partial w'}{\partial x} \right)^2 + \left( \frac{\partial w'}{\partial y} \right)^2 + \left( \frac{\partial w'}{\partial z} \right)^2 \right] \quad (9)$$

Donde:

$k$ = energía cinética turbulenta.

$\epsilon$ =tasa de dispersión de la energía turbulenta.

Definidas por las ecuaciones (8) y (9). El siguiente tipo de modelado se conoce como  $y^+$ .  $y^+$  es una distancia adimensional dependiente de la malla que cuantifica en qué medida se resuelve con la capa de muro.  $y^+$  plus que es un parámetro no dimensional definido por [27]-[28].

$$y^+ = \frac{\rho u y_p}{\mu} \quad (10)$$

Donde:

$$u = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho_w}} = \text{la velocidad de fricción.}$$

$y_p$  = distancia a la pared.

El código del software CFD resuelve directamente los valores de las variables de flujo en los puntos centrales y los valores en otras ubicaciones se interpolan apropiadamente. En otros casos, donde no hay geometría complicada, sino que hay más gradientes de flujo, el usuario puede aplicar un símbolo alrededor de una área determinada [26].

Durante la obtención de la convergencia, las ecuaciones, la magnitud del promedio de la variable de partículas se calcula como se ilustra en la ecuación. (7) [26]

$$R = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (u_i - u_{gi})^2}{N}} \quad (11)$$

Donde:

$R$ = residuo.

$N$ = número de iteraciones que se realizarán.

$u$ = variable de partículas para ser calculada.

Para el análisis de flujo laminar las ecuaciones incompresibles de Navier-Stokes [28]-[27]-[29], en coordenadas cartesianas se muestran en las ecuaciones:

x-direction:

$$\rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} \right) = - \frac{\partial p}{\partial x} + \rho g_x + \mu \left( \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right) \quad (12)$$

y-direction:

$$\rho \left( \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} \right) = - \frac{\partial p}{\partial y} + \rho g_y + \mu \left( \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right) \quad (13)$$

z-direction:

$$\rho \left( \frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} \right) = - \frac{\partial p}{\partial z} + \rho g_z + \mu \left( \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right) \quad (14)$$

La resolución en estructura plana se aplica porque por encima de este valor el flujo es turbulento y el flujo bajo este valor es laminar. Si se proporciona una placa plana suficientemente larga, con el tiempo se encontrará un flujo turbulento, ya que el valor del número de Reynolds está relacionado con la longitud de la

placa. Como se muestra en la ecuación:

$$Re = \frac{\rho u_{\infty} x_c}{\mu} = 5 \times 10^5 \quad (15)$$

Donde:

$Re$ = ecuación de Reynolds.

$u$ = fricción de velocidad.

$p$ = densidad.

La solución para un flujo de velocidad de viento laminar sobre una placa plana se realiza resolviendo las ecuaciones de Navier-Stokes. La ecuación de Navier-Stokes se puede simplificar para el análisis de flujo de capa límite. Se puede suponer que la capa límite es delgada y el flujo de fluido es principalmente paralelo a la placa. Por lo tanto:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (16)$$

$$u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} = \nu \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \quad (17)$$

Al introducir el parámetro a dimensional,

$\eta$ = (la variable de similitud), las ecuaciones diferenciales parciales se reducen a una ecuación diferencial ordinaria.

$$\eta = y * \sqrt{\frac{U}{\nu * x}} \quad (18)$$

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (19)$$

Donde:

$U$ =velocidad de entrada.

$\nu$ = viscosidad cinemática.

La conveniencia de validar el perfil de velocidad de la capa límite en términos de la variable de similitud es que los perfiles de velocidad de la

capa límite en cualquier punto a lo largo de la placa se superponen. La mayor parte de la sustentación del perfil aerodinámico es el resultado de la distribución de la presión superficial que es consistente con el análisis de la ecuación de Bernoulli[27].

$$p_1 - p_2 = \frac{1}{2} * \rho * (V_2^2 - V_1^2) \quad (20)$$

$$\therefore V_2 > V_1 \text{ and } p_2 < p_1$$

Donde:

$p$ = es la densidad.

$v$ = es la velocidad.

### 3.2.7. Declaración del problema de análisis del CFD.

**Paso 1:** Creación de geometría y creación de malla en el emplazamiento.

a. La creación de la geometría real de los aerogeneradores y la creación de malla correspondiente para el emplazamiento.

**Paso2:** Configuración del problema

a. Los valores importantes y específicos que se deben realizar en el análisis como las variables de viento, altura, material de las estructuras y condiciones de dirección predominante o superdominante del viento.

**Paso3:** Solución

a. El usuario estudia los pasos importantes que se deben seguir para lograr la convergencia del número de interacciones hasta alcanzar la convergencia de resultados.

**Paso4:** Sección de resultados

a. Contiene la obtención de varias parcelas, como la velocidad y presión mediante la representación visual del perfil de velocidad para identificar que

el flujo laminar no obstruya a la selección de punto de análisis

**Paso5:** Sección de validación

a. Esta sección proporciona la información necesaria sobre cómo se puede realizar una validación significativa para conocer los resultados gráficos en planos y en puntos específicos.

### 3.3. Estimación del potencial de producción eléctrica

Se presentan los resultados CFD, para realizar el cálculo del potencial de generación para cada aerogenerador. Con las ubicaciones de los puntos A y B puestos en el emplazamiento se obtienen los datos de velocidad en la simulación. Con los valores de velocidad se realiza un análisis para ver en que rangos de velocidad del viento están sometidos los aerogeneradores, estos resultados influyen en el factor de disponibilidad de generación eléctrica, ya que se observa que velocidad anual de viento trabajan los aerogeneradores, los valores dados están en [km/h].

La estimación de velocidad media es necesaria para el cálculo de la densidad de potencial dada en [W/m<sup>2</sup>] que representa el potencial eólico en un región, este valor está estimado en el atlas eólico para la provincia de Pichincha con un rango de 500-600[W/m<sup>2</sup>], obtenido en la Figura 3 con los resultados se calcula para cada punto de velocidad del viento que pasa por cada uno de los aerogeneradores en este emplazamiento y se compara con el valor dado por el atlas eólico.

La eficiencia de nuestro aerogenerador depende del factor cúbico que es sacado de la distribución de frecuencias de velocidad en el emplazamiento este valor es estimado con la distribución de Rayleigh[30] ,

que se estima con un valor  $F_c$  y la densidad de aire  $p$  se toma por el atlas eólico [8].

Donde:

$$F_c=1.91$$

$$p=1,21[\text{kg/m}^3]$$

El valor de densidad de potencial se requiere para poder calcular la energía anual producida por el aerogenerador. Por tal razón se las expresa en la ecuación, (24).

Para lo que se necesita saber el área de barrido del rotor que está dada por el área circular del aerogenerador. También se toma en cuenta el rendimiento total del sistema de generación eléctrica, el cual representa el rendimiento del rotor del aerogenerador y depende de la potencia máxima que puede captar la turbina, esta potencia está limitada por el límite de Betz, que nos da una restricción del 59,3% de rendimiento aprovechable del viento tomando las otras restricciones de perdidas mencionadas el factor de rendimiento se tomara del %40 para la generación eléctrica.

#### 3.3.1. Ecuaciones de obtención de potencial eléctrico

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad (21)$$

$$A = \pi r^2 \quad (22)$$

$$P_a = \frac{1}{2} p A v^3 C_p \quad (23)$$

$$EAP = \frac{P_a [w/m^2] * A * C_p * 8760 [h/año]}{1000 [w/kw]} \quad (24)$$

Donde:

$P_a$ =densidad potencia del aerogenerador.

$P$ =densidad del aire.

$A$ = área de barrido del rotor.

$V$ =velocidad.



$C_p$ =coeficiente de potencia este valor es el límite de Betz.

$EAP$ =energía anual producida.

$F_c$ =factor cubico de distribución Rayleigh.

Para resolver las ecuaciones se ha puesto restricciones y se ha tenido en cuenta la distribución de Rayleigh y el límite de Betz valores que da una estimación muy confiable en el estudio para poder saber cuánta energía estamos generando en el campo eólico.

### 3.3.2. Declaración del problema del potencial de producción eléctrica.

**Paso1:** Determinar la densidad de potencia en watt por metro cuadrado con el barrido del rotor en el lugar de instalación, a la altura del eje del aerogenerador.

**Paso2:** Calcular el área de barrido del rotor( $A$ ) en metros cuadrados.

**Paso3:** Determinar el valor adecuado donde el rendimiento del aerogenerador como estimación se procede a la colocación de límite de

Betz, y sin colocación del rendimiento del aerogenerador para la estimación.

**Paso4:** La solución del potencial.

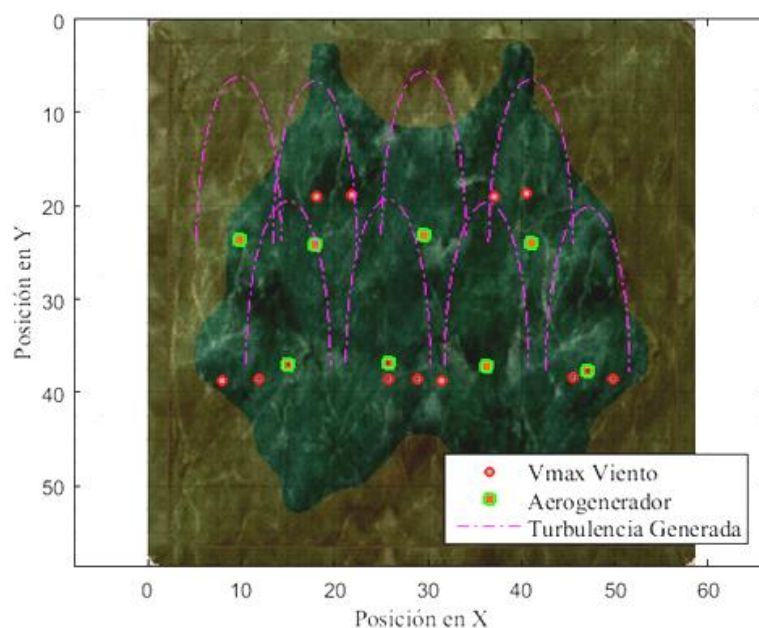
## 4. Resultados

El planteamiento del problema y la forma del modelamiento matemático enfocados en la estructura de nuestro algoritmo con el cual consta con variables de optimización para la optimización del área de trabajo reduciendo recursos para obtener los resultados planteados para el análisis de potencial eléctrico generado.

### 4.1. Optimizador del emplazamiento

Al tener ya las variables y las restricciones, el programa ubica y gráfica en el emplazamiento los puntos de velocidades máximas de viento y los aerogeneradores que colocaron eficazmente, teniendo la representación en un plano con posición en Y, X para facilitar la ubicación.

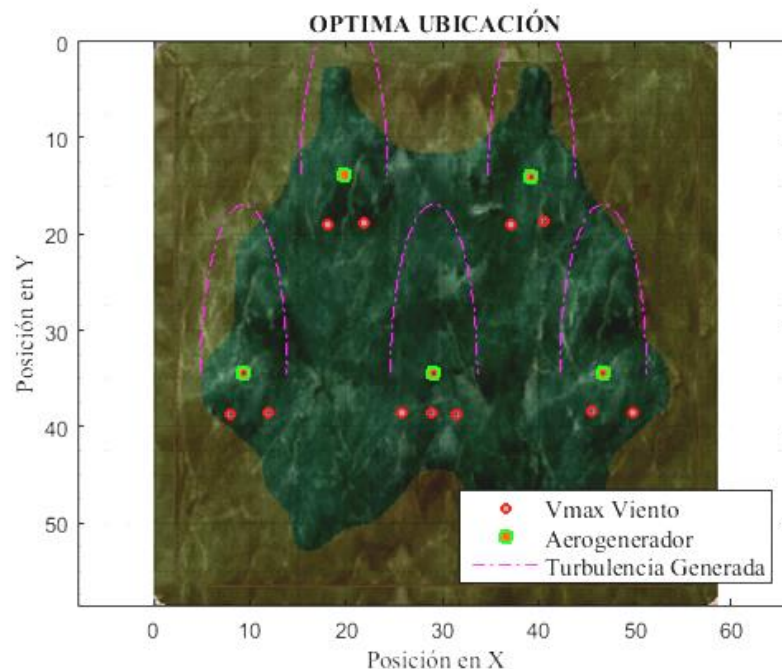
También se tiene referenciado a una escala para su óptima ubicación y lineamiento.



**Figura 8.** Imagen no optimizada en emplazamiento de estudio del campo eólico.

Como se observa en la Figura 8, se ha colocado 8 aerogeneradores los cuales representan un área turbulenta con la distancia lateral de 3,5 veces su diámetro y transversal de 7,6 veces su diámetro, el resultado no se encuentra optimizado, como se observa en la figura 8 se muestra en la posición (y 40) que los aerogeneradores 1,2,3 están interfiriendo con los aerogeneradores de la posición (y 20) el aerogenerador uno y tres de la posición (y 20) se encuentran en una posición errónea al no cumplir las restricciones del algoritmo de

clusterización, de tal manera que en la optimización se eliminará. Los aerogeneradores de la posición (y 40) deben ser alineados con los puntos de máxima velocidad del viento y el aerogenerador tres tiene interferencia con el aerogenerador dos, por tal motivo también en la optimización se eliminará. Al actuar el algoritmo de optimización entrega valores de 0 y 1, en donde 1 representa que su ubicación es factible, mientras que 0 representa una ubicación errónea y debe ser corregida o eliminada.



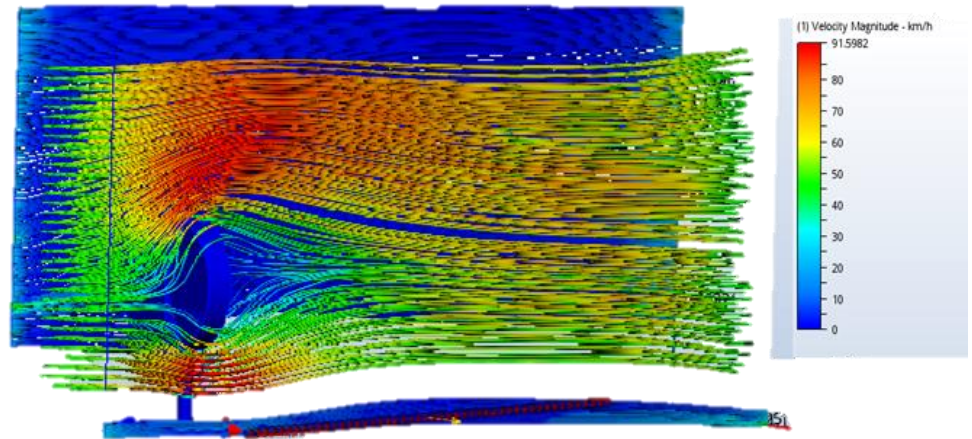
**Figura 9.** Imagen optimizada en emplazamiento de estudio para nuestro campo eólico.

Los resultados presentados en la Figura 9, indican la ubicación óptima seleccionando solo cinco aerogeneradores que se sitúan en el emplazamiento aprovechando la máxima velocidad del viento, una vez obtenido los resultados óptimos se procede a la colocación de los aerogeneradores en el diseño del emplazamiento para simular y verificar el desempeño de los aerogeneradores con respecto al lugar, para cumplir con el máximo potencial de generación eléctrica, también se

verifica las zonas de turbulencia que no generen conflictos entre los aerogeneradores. Para la simulación en el CFD se ha tomado en cuenta un aerogenerador de 20 metros de alto con un radio de palas de 10 metros de diámetro, estas medidas fueron estimados para un análisis simple y experimental por lo que estos valores son representativos en el mercado, también se tomó en cuenta el choque rotativo del viento, que generan las palas al girar, se forma un obstáculo estimado de un 35% al entrar el viento

a la turbina, por lo que el diseño del aerogenerador posee rejillas, las cuales representan el porcentaje de obstáculo que se genera al paso del viento como

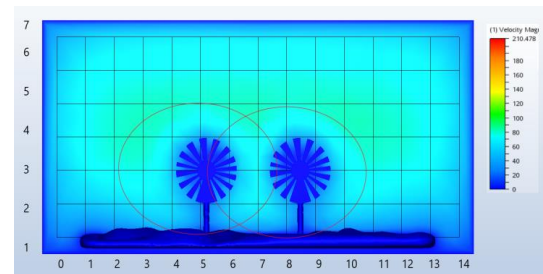
se muestra en la Figura 9, para tener una mejor referencia se toma este criterio acogido en [16].



**Figura 10.** Imagen aerogeneradores análisis gráfico lateral de cola turbulenta generada.

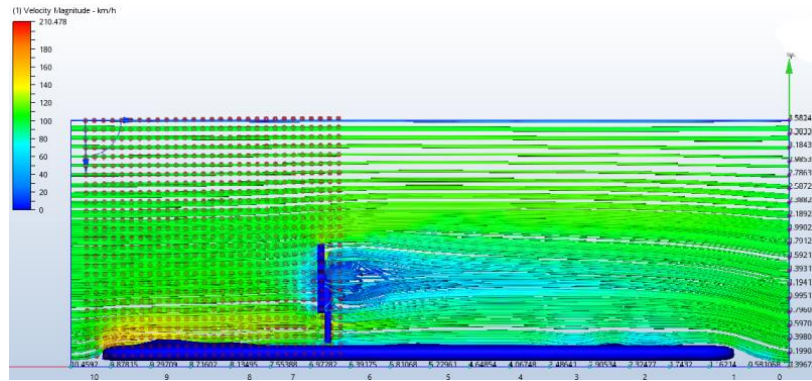
En esta representación se destaca la forma del aerogenerador y el entorno, la actuación del viento que ejerce y como se produce la sombra turbulenta. Los colores de los gráficos que da CFD son relacionados en tablas numéricas representadas por la tonalidad de colores, como se presenta en la Figura 10, ahí muestra que los datos son la velocidad del viento en la unidad de [km/h].

Con las variables y restricciones ya colocadas en el programa se procede a la simulación del aerogenerador, para obtener gráficamente como se muestra en la Figura 11, se puede observar el efecto sombra turbulenta, la simulación representa la distancia en forma transversal de 7 diámetros como se lo explica en la Figura 12.



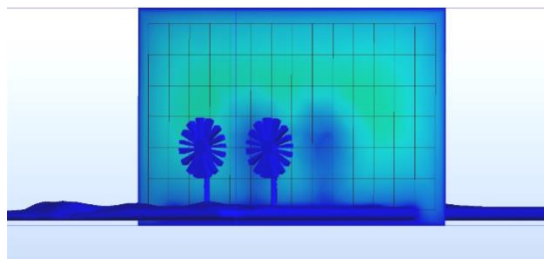
**Figura 11.** Imagen aerogenerador análisis gráfico de cola turbulenta que genera lateralmente.

En la Figura 11, se presenta la sombra turbulenta en forma lateral, con el rango de medición se observa que la medida de la sombra turbulenta es 3,5 diámetros por cada lado, este valor estimado se toma en cuenta para la optimización y la creación de los límites del rango de sombra turbulenta.



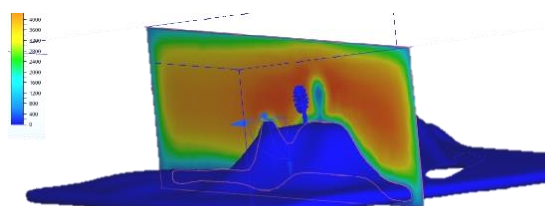
**Figura 12.** Imagen aerogenerador, análisis grafico de cola turbulenta que genera

Con estos resultados se tiene los radios turbulentos para cada aerogenerador como se observa en la Figura 10 y Figura 11. Se puede diferenciar que la sombra turbulenta tiene una velocidad promedio entre 0-15 [km/h], con este resultado se comprende que el aerogenerador al interponerse al viento reduce notablemente la velocidad de del viento dejando un área turbulenta a su paso.



**Figura 13.** Imagen aerogeneradores, análisis grafico de cola turbulenta que genera lateralmente en el emplazamiento.

Teniendo ya los resultados del aerogenerador versus viento se hará el diseño del campo eólico eficiente con todas la variables y restricciones obtenidas anteriormente.



**Figura 14.** Imagen aerogeneradores, análisis emplazamiento versus aerogenerador.

La Figura 12, muestra la sombra turbulenta distinguiendo la silueta del aerogenerador desde el perfil hasta las palas de la turbina.



**Figura 15.** Imagen emplazamiento con aerogeneradores óptimamente ubicados, análisis grafico para CFD.

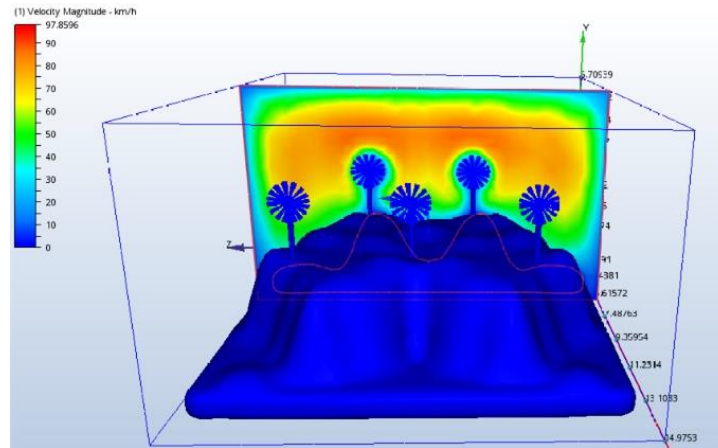
En este emplazamiento ya diseñado con los aerogeneradores en su posición optima como se muestra en la Figura 14, se lo simula en el programa CFD resaltando las condiciones de rugosidad, flujo laminar del viento y velocidad para el cálculo de la dinámica de fluidos.

El resultado que presenta el CFD como se muestra en la Figura 15, es el reflejo de la convergencia de los valores y la formulación de las ecuaciones de la dinámica de fluidos, en la que presenta la interacción del viento en el campo eólico dando la velocidad de viento en cada punto del entorno del emplazamiento. También podemos observar el efecto físico de aceleración en las partes altas del



emplazamiento, el viento que choca con la montaña tiende a subir y se suma al viento laminar que pasa en esa posición y se genera mayor velocidad. Como se estima una velocidad de

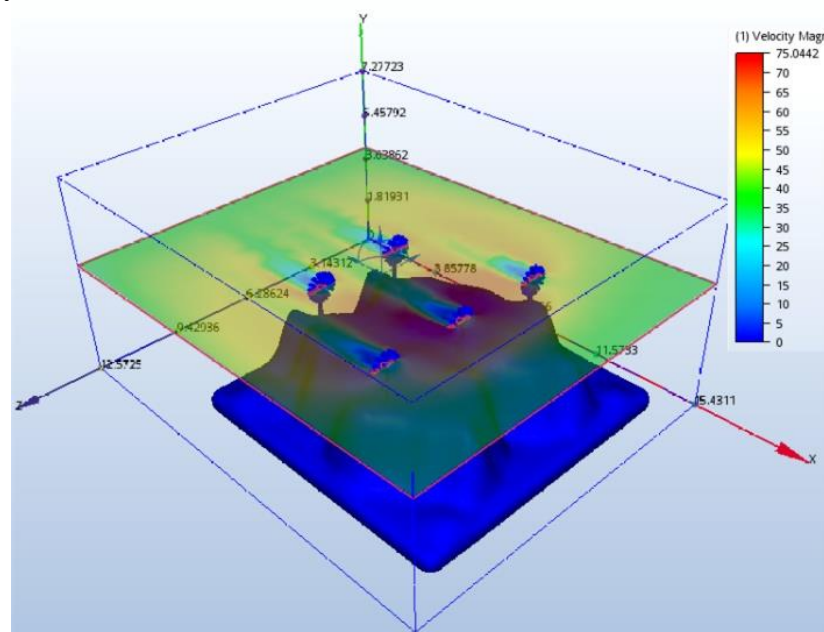
75,044 [Km/h] dando una ganancia a nuestro aerogenerador en potencia eólica.



**Figura 16.** Imagen campo eólico optima ubicación, análisis grafico de cola turbulenta que genera.

En la Figura 16, muestra el campo eólico con el análisis de dinámica de fluidos, presentando los resultados que se observan en la zona amarilla, en la que se representa la velocidad de viento que coge cada uno de los aerogeneradores, que es una velocidad estimada de 59-63 [Km/h], con respecto al emplazamiento y el entorno, también se observa que la ubicación de los aerogeneradores es eficiente, ya que están recibiendo el

máximo potencial del viento que ofrece el emplazamiento, con el criterio de Wake se logra una eficiente ubicación entre aerogeneradores, puesto que no interfieren entre ellos, áreas turbulentas resolviendo uno de los problemas que tienen los campos eólicos, con este resultado se está maximizado el potencial de generación eléctrica con el recurso eólico óptimo.



**Figura 17.** Campo eólico con optima ubicación, análisis grafico de sombra turbulenta

Teniendo la estructura y la simulación como se muestra en la Figura 17, se observa la optima ubicación de aerogeneradores en el emplazamiento maximizado su potencial eléctrico por medio de la eficiencia de cada aerogenerador.

En la Figura 16 también se visualiza y se da constancia de la optimización al ver como se generan las sombras turbulentas de cada aerogenerador y no interfiere entre ellas, también por los colores que graficamente se observa que todos poseen la máxima velocidad del viento que entrega el emplazamiento, con los resultados obtenidos se resuelven los objetivos y problemas planteados para lograr un campo eólico eficiente, los resultados serán representados en su generación.

## 4.2. Potencial de producción eléctrica

Para la obtención del potencial de generación tenemos que calcular la intensidad de la velocidad de viento que se obtiene mediante el atlas eólico con los puntos A y B que se relacionan a cada aerogenerador como se muestra en la Tabla 1.

Aerogenerador 1	Aerogenerador 2	Aerogenerador 3	Aerogenerador 4	Aerogenerador 5
60,32	60,36	59,21	60,24	62,78
59,98	61,00	62,25	58,36	60,80
Valor medio	Valor medio	Valor medio	Valor medio	Valor medio
60,15	60,68	60,73	59,30	61,79

Tabla 1. Puntos A-B de velocidades máximas [Km/h] Para cada aerogenerador.

Con los valores calculados del programa CFD se realiza un análisis para ver en que rangos de velocidad del viento están sometidos los aerogeneradores, los valores dados están en [km/h] y se relaciona con dos puntos obtenidos para su ubicación,

los cuales son; punto A y punto B mencionados para cada aerogenerador expresado en la Figura 18.

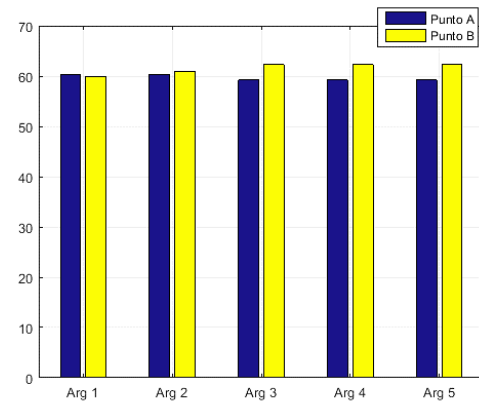


Figura 18. Representación de la velocidad del viento en unidad de [Km/h], enviada a los aerogeneradores.

El cálculo obtenido representa la velocidad media, para poder estimar una velocidad fiable y poder hacer el cálculo de estimación de densidad de potencial, este resultado presenta la generación de los aerogeneradores en este emplazamiento como se muestra en la Figura 19.

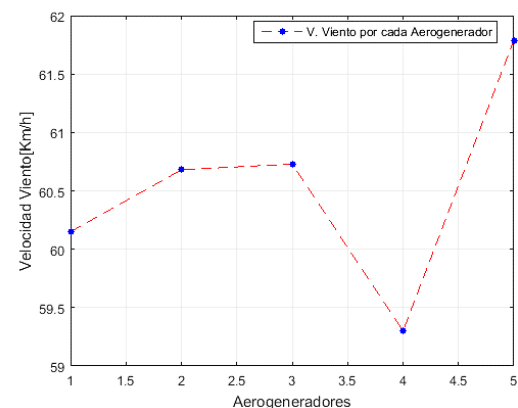


Figura 19. Representación de la velocidad del viento medio [Km/h] . Enviada a los aerogeneradores.

La Figura 19, demuestra el régimen de velocidad del viento que presenta cada aerogenerador. Se estima el resultado obteniendo como una óptima eficiencia de generación eléctrica ya que los resultados no demuestran una variabilidad significativa por lo que se muestra que no hay una pérdida de

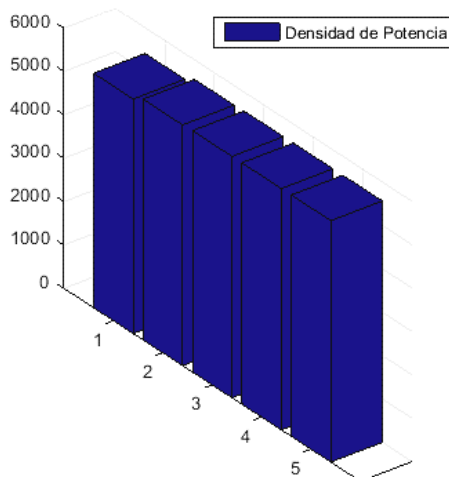
potencial o interferencia de ningún tipo para los aerogeneradores.

Al resolver las ecuaciones se quiere obtener la energía anual producida por nuestro campo eólico para esto se tiene la densidad de potencial de los aerogeneradores que se demuestra en la Tabla 2.

AerG. 1	AerG. 2	AerG. 3	AerG. 4	AerG. 5
5404,0	5547,88	5562,81	5178,24	5859,64

**Tabla 2.** Densidad de potencia [W/m<sup>2</sup>]. Por cada punto de velocidad.

La estimación del atlas eólico dada para esta región tiene un rango de oscilación de 500-600[W/m<sup>2</sup>] representada en la Figura 3, con la que se cumple con los resultados obteniendo, el cálculo de los valores es dados por el análisis computacional y se expresan en el Figura 20.

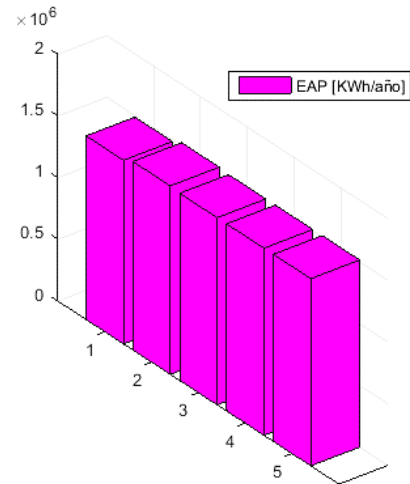


**Figura 20.** Densidad de potencia [W/m<sup>2</sup>]. Por cada aerogenerador.

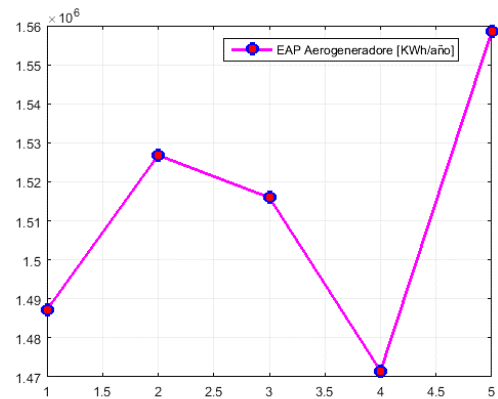
El resultado del potencial de generación eléctrica por parte de cada aerogenerador se encuentra en la Tabla 3.

AerG. 1	AerG. 2	AerG. 3
1487203,997	1526802,051	1515958,327
AerG. 4	AerG. 5	Total C. eólico
1471505,469	1558541,016	7560010,86

**Tabla 3.** Energía eléctrica anual producida [KWh/año]. Por cada aerogenerador y su total.



**Figura 21.** Energía eléctrica anual producida [KWh/año]. Por cada aerogenerador.



**Figura 22.** Energía eléctrica anual producida [KWh/año]. Por cada aerogenerador.

Se estima en Figura 21 y Figura 22 que en un año nuestro campo eólico genere 7560010,86 [KWh/año].

## 5. Conclusiones

La estimación de la producción de la energía anual en el campo eólico eficiente es de 7560010.86 [Kwh/año] con los valores de producción de energía anual de cada aerogenerador dados en Tabla 3.

Los resultados del potencial de generación eléctrica de cada aerogenerador se los estima con la densidad de potencia generada, en un promedio de 5200[W/m<sup>2</sup>], se muestran los valores de densidad de potencial de cada aerogenerador, en la Figura 19,

donde se observa un nivel idóneo, ya que no presenta niveles alarmantes de pérdida o de bajo potencial en ningún aerogenerador teniendo un rango estimado de variación de datos del 9,83%, por tal motivo se consideran el rendimiento de los aerogeneradores es eficiente para trabajar a su máximo factor de rendimiento, diseñado para velocidades de 60-75[km/h].

El algoritmo de clusterización ha minimizado las aéreas de terreno, obteniendo una medida estimada de las distancias del efecto Wake con el análisis de dinámica de fluidos computacional. Se optimizo La distancia lateral entre aerogeneradores estimada de 5 diámetros de las palas del aerogenerador se minimiza a 3,5 diámetros que representa un 30% de optimización y la distancia trasversal entre aerogeneradores estimada de 9 diámetros de las palas del aerogenerador, se la minimizo a 7,6 diámetros que represento un 22,22% de optimización esto se ve reflejado en el área de instalación para el campo eólico con ello se reduce costos de mantenimiento del emplazamiento y del valor del terreno sin afectar el desempeño de generación eléctrica de los aerogeneradores. También el número de aerogeneradores se optimiza en un 37,5%. Al tener al principio un estimado de 8 aerogeneradores, el algoritmo elimina tres aerogeneradores que se encuentran en zonas turbulentas con valores menores a 5[km/h], Además interfiriendo el potencial eólico a los aerogeneradores cercanos, se tiene el resultado óptimo de 5 aerogeneradores en el emplazamiento.

Se verifica en las Figuras 16 y 15, hay zonas que representa velocidades de 75,044 [Km/h] que son mayores a las iniciales, este resultado representa un fenómeno físico que se da en zonas montañosas que es el aceleramiento del aire por acumulación de viento en

las zonas de mayor altura, esto indica que el viento que choca con la montaña tiende a subir hasta perder el obstáculo y se suma con el viento laminar que pasa en esa altura, así se generan fuertes vientos en estas zonas, tal como se marca en las Figura 15 en la zona roja con un viento de 75,044 [Km/h].

El cálculo de la eficiencia y desempeño de aerogeneradores depende mucho de eventos estocásticos y variabilidad del viento por lo que se realizó el mismo modelo de estimación que se aplica en el atlas eólico con los resultados, que según el criterio de obtención de datos en la zona de estudio brindados por el atlas eólico se concluye y evalúa de tal modo que la realización de este documento es factible para el planteamiento en proyectos eólicos futuros, para brindar un criterio de pre análisis al estudio de generación eólica y un análisis gráfico dinámico del problema.

En la actualidad se está fomentando la generación de recursos eólicos para la producción de energía eléctrica limpia y renovable, se recomienda en la aplicación para el estudio interactivo al ser un software libre se puede utilizar como herramienta para la enseñanza y la elaboración de material académico para instituciones o centros de educación superiores.

## **6. Futuros trabajos**

La obtención de los resultados de optimización se puede realizar en emplazamientos con diferentes topologías y rugosidad tales como valles, mares, zonas desérticas entre otros. Mediante la aplicación de la dinámica de fluidos se tendrá una simulación real del emplazamiento para el análisis del viento versus el aerogenerador, para la obtención de la factibilidad de los emplazamientos y



de esta forma la obtención de su producción eléctrica.

## 7. Referencias

- [1] M. E. González Elías, F. J. V. Serrano, F. Morilla García, D. M. Díaz Domínguez, F. Javier, and V. Serrano, "Modelo Matemático y Modos de Operación de un Aerogenerador de Velocidad Variable," *CIINDET 2011, X Congr. Int. sobre Innovación y Desarro. Tecnológico*, 23 al 25 noviembre 2011, Cuernavaca Morelos, México., pp. 1–7, 2011.
- [2] A. Sedaghat, A. Hassanzadeh, J. Jamali, A. Mostafaeipour, and W. H. Chen, "Determination of rated wind speed for maximum annual energy production of variable speed wind turbines," *Appl. Energy*, vol. 205, no. February, pp. 781–789, 2017.
- [3] V. Katinas, G. Gecevicius, and M. Marciukaitis, "An investigation of wind power density distribution at location with low and high wind speeds using statistical model," *Appl. Energy*, vol. 218, no. December 2017, pp. 442–451, 2018.
- [4] E. J. Novaes Menezes, A. M. Araújo, and N. S. Bouchonneau da Silva, "A review on wind turbine control and its associated methods," *J. Clean. Prod.*, vol. 174, pp. 945–953, 2018.
- [5] a. O. Di Tommaso, F. Genduso, R. Miceli, and G. Ricco Galluzzo, "Computer aided optimization via simulation tools of energy generation systems with universal small wind turbines," *2012 3rd IEEE Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst.*, pp. 570–577, 2012.
- [6] D. J. Willis *et al.*, "Wind energy research: State-of-the-art and future research directions," *Renew. Energy*, vol. 125, pp. 133–154, 2018.
- [7] F. Alismail, P. Xiong, and C. Singh, "Optimal Wind Farm Allocation in Multi-Area Power Systems using Distributionally Robust Optimization Approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8950, no. c, pp. 1–1, 2017.
- [8] G. Huang, X. Cheng, L. Peng, and M. Li, "Aerodynamic shape of transition curve for truncated mountainous terrain model in wind field simulation," *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 178, no. February, pp. 80–90, 2018.
- [9] O. Kaplan and M. Temiz, "A novel method based on Weibull distribution for short-term wind speed prediction," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 28, pp. 17793–17800, 2017.
- [10] G. Bibiana, "Validacion y estudio comparativo de metodologia CFD aplicada a emplazamientos eolicos reales," p. 253, 2015.
- [11] P. Van Branteghem, "Validación de modelos CFD de recurso eólico Trabajo de Fin de Master," 2015.
- [12] P. Andrade, J. Morejon, and E. Inga, "Cobertura Máxima de Redes de Sensores Inalámbricos para un Sistema de Gestión de Energía en Hogares Inteligentes Maximum Coverage of Wireless Sensor Networks for an Energy Management System in Smart Homes," *Inge Cuc*, vol. 12, no. 2, pp. 68–78, 2016.
- [13] R. Shakoor, M. Y. Hassan, A. Raheem, and Y. K. Wu, "Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization using Jensen's model," *Renew.*

- Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1048–1059, 2016.
- [14] Y. Yan and J. Zhang, “Using edge-detector to model wake effects on wind turbines,” *2014 Int. Conf. Progn. Heal. Manag. PHM 2014*, 2015.
- [15] MEER, “Atlas Eólico,” *Atlas Eólico del Ecuador con fines Gener. eólica*, vol. 1, p. 56; QUITO-ECUADOR, 2013.
- [16] G. Oliveira, F. Magalhães, Á. Cunha, and E. Caetano, “Continuous dynamic monitoring of an onshore wind turbine,” *Eng. Struct.*, vol. 164, no. April 2017, pp. 22–39, 2018.
- [17] X. Han, D. Liu, C. Xu, and W. Z. Shen, “Atmospheric stability and topography effects on wind turbine performance and wake properties in complex terrain,” *Renew. Energy*, vol. 126, pp. 640–651, 2018.
- [18] G. Cortina, V. Sharma, and M. Calaf, “Investigation of the incoming wind vector for improved wind turbine yaw-adjustment under different atmospheric and wind farm conditions,” *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 376–386, 2017.
- [19] E. Inga, R. Hincapie, C. Suarez, and G. Arevalo, “Shortest path for optimal routing on Advanced Metering Infrastructure using cellular networks,” *IEEE Colomb. Conf. Commun. Comput. (IEEE COLCOM 2015)*, pp. 1–6, 2015.
- [20] E. Inga, G. Arevalo, and R. Hincapie, “Optimal deployment of cellular networks for Advanced Measurement Infrastructure in Smart Grid,” *2014 IEEE Colomb. Conf. Commun. Comput. COLCOM 2014 - Conf. Proc.*, p. 6, 2014.
- [21] M. Allagui, M. Abbes, and O. B. K. Hasnaoui, “Optimization of the wind farm energy capture by minimizing the wake effects,” *2015 6th Int. Renew. Energy Congr. IREC 2015*, pp. 2–7, 2015.
- [22] L. Li, Y. Wang, and Y. Liu, “Impact of wake effect on wind power prediction,” pp. 20–23, 2015.
- [23] F. G. Akgül, B. Şenoğlu, and T. Arslan, “An alternative distribution to Weibull for modeling the wind speed data: Inverse Weibull distribution,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 114, pp. 234–240, 2016.
- [24] Y. M. Kantar, I. Usta, I. Arik, and I. Yenilmez, “Wind speed analysis using the Extended Generalized Lindley Distribution,” *Renew. Energy*, vol. 118, pp. 1024–1030, 2018.
- [25] R. H. Barnes, E. V. Morozov, and K. Shankar, “Improved methodology for design of low wind speed specific wind turbine blades,” *Compos. Struct.*, vol. 119, pp. 677–684, 2014.
- [26] R. Bhaskaran and L. Collins, “Introduction to CFD Basics,” *Cornell Univ. - Sibley Sch. Mech. Aerosp. Eng. Ithaca, USA*, pp. 1–17, 2005.
- [27] D. Huebsch, “Fundamentals of Fluid Mechanics,” vol. sixth edit, pp. 1–783, 2009.
- [28] M. Roman, “CFD Training Manual.” pp. 1–43.
- [29] I. H. Abbott and A. E. Von Doenhoff, “Theory of Wing Sections: Including a Summary of Airfoil data,” *Press*, vol. 11, p. 693, 1959.
- [30] A. Al-quraan, “Correlated Capacity Factor Strategy for Yield,” no. 1, pp. 264–267, 2018.